



NACIONES UNIDAS

CONSEJO  
ECONOMICO  
Y SOCIAL



LIMITADO  
CEPAL/MEX/74/13  
31 de mayo de 1974

ORIGINAL: ESPAÑOL

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA

TERMINOS DE REFERENCIA PARA LA ELABORACION DE UN ESTUDIO DE  
INTERCONEXION ELECTRICA EN EL ISTMO CENTROAMERICANO

Documento elaborado por el señor Manuel Augusto Morales, experto de la Oficina de Cooperación Técnica de las Naciones Unidas, asignado al Programa de Integración Económica Centroamericana, e integrante de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos.

INDICE

	<u>Página</u>
I. Presentación	1
II. Antecedentes	3
III. Términos de referencia para la elaboración del estudio	8
a) Recopilación, análisis y actualización de la información existente	8
b) Investigación del mercado de energía eléctrica	9
c) Características de los sistemas existentes y programados	9
d) Desarrollo independiente de cada uno de los sistemas nacionales	10
e) Desarrollo combinado de los sistemas	11
f) Evaluación economicofinanciera de las alternativas de desarrollo	11
g) Aspectos juridicoadministrativos	12
h) Resumen de conclusiones	12
IV. Requerimiento de consultores	14
V. Presupuesto y financiamiento	21
VI. Justificación económica del estudio	22
a) La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano (análisis preliminar de aspectos tecnoeconómicos) (CCE/SC.5/GTAE/GRIE/I/4; TAO/LAT/85) 15 de abril de 1968	22
b) La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano (CEPAL/MEX/69/20) 15 de agosto de 1969	23
c) Alternativas de interconexión de los sistemas eléctricos nacionales de Nicaragua y Costa Rica (GRIE/GT-N-CR/II/2; TAO/LAT/103) 27 de febrero de 1970	29

Página

d)	Interconexión eléctrica Nicaragua-Honduras (septiembre de 1971) Estudio de factibilidad tecnicoeconómica ELC-Electroconsult	31
e)	La interconexión eléctrica Guatemala- El Salvador (Análisis de la factibilidad de la interconexión del sistema central de Guatemala y el sistema CEL de El Salvador) (CEPAL/MEX/73/21; TAO/LAT/131) Octubre de 1973	33
f)	La interconexión eléctrica Guatemala-El Salvador. II. Incidencia en la interconexión del aumento de los precios de los combustibles derivados del petróleo y de dos alternativas del programa de obras de generación del INDE de Guatemala (CEPAL/MEX/73/21/Add.1; TAO/LAT/131), diciembre de 1973	34
Anexo	Documentos de referencia	37

## I. PRESENTACION

El Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos creado en 1958 por el Comité de Cooperación Económica con el objeto de fomentar una acción conjunta hacia el óptimo aprovechamiento de los recursos energéticos y el desarrollo coordinado de los sistemas eléctricos a nivel regional, ha sido el principal organismo coordinador de dichas actividades, que se han orientado fundamentalmente hacia el estudio de problemas específicos en aspectos de interconexión eléctrica entre países, armonización de tarifas eléctricas, adopción de normas eléctricas uniformes, electrificación rural y aprovechamiento óptimo de los recursos para la generación de energía eléctrica.

Los últimos acontecimientos en el campo petrolero mundial han obligado a los países a efectuar revisiones en los programas nacionales de expansión de sus sistemas eléctricos debido principalmente a que la crisis mundial del petróleo y el considerable aumento en los precios de los combustibles derivados de dicho producto afectarán notoriamente los costos de generación de energía eléctrica en el Istmo. Es necesario, para el mejor aprovechamiento de los recursos hidráulicos y geotérmicos de la región, coordinar las actividades relacionadas con el planeamiento de la expansión de los sistemas de generación y transmisión de energía eléctrica, a través del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos y el Grupo de Trabajo sobre Interconexión Eléctrica. Durante los últimos años los grupos de trabajo de dicho Subcomité han elaborado diversos estudios en la región, que han demostrado la viabilidad técnica y económica de varias alternativas de interconexión. Sin embargo, la lentitud con que se han desarrollado las actividades posteriores a dichos estudios y el marcado dinamismo que ha caracterizado el desarrollo del sector han variado las condiciones básicas y se han perdido, por lo tanto, las justificaciones fundamentales de los proyectos.

En el transcurso del último año se han concretado algunas acciones positivas en el campo de la interconexión eléctrica entre países del Istmo Centroamericano. A este respecto, los institutos eléctricos de Costa Rica y Nicaragua adelantan gestiones para contratar un estudio de preinversión

/de la

de la interconexión de sus sistemas eléctricos sobre la base de un intercambio de energía sobrante. Los gobiernos de Nicaragua y Honduras suscribieron un convenio que permitió a los institutos eléctricos respectivos elaborar un contrato de interconexión sobre la base de un desarrollo coordinado de sus sistemas con el objeto de aprovechar al máximo sus recursos. Estudios elaborados recientemente por la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos de la CEPAL a solicitud del Gobierno de Guatemala, han demostrado la viabilidad técnicoeconómica de una interconexión eléctrica de dicho país con El Salvador, sobre la base de compartir reservas de potencia e intercambiar energía entre ambos países. Los gobiernos de Costa Rica y Nicaragua han efectuado coordinadamente algunos estudios básicos en el río San Juan y se espera que próximamente formularán conjuntamente una solicitud de financiamiento para llevar a cabo un estudio de factibilidad para un proyecto hidroeléctrico y de navegación sobre dicho río.

Los razonamientos anteriormente expuestos, aunados entre otras cosas a la falta de legislación adecuada a nivel internacional sobre el intercambio de potencia y de energía eléctrica, y a la diversidad de tarifas eléctricas existentes, aconsejan efectuar una revisión y actualización de los estudios de interconexión realizados anteriormente entre los países del Istmo y elaborar los nuevos estudios que sean necesarios para tal fin. Con estos propósitos se presenta el siguiente plan de trabajo, basado fundamentalmente en los términos de referencia para la elaboración de estudios de interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano, que fueron aprobados por el Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica.

Para la realización de los estudios es indispensable la amplia colaboración de las principales empresas y organismos eléctricos del Istmo,<sup>1/</sup> proporcionando oportunamente la información que les fuere solicitada.

Para el financiamiento de la consultoría necesaria para la ejecución del proyecto, se solicitará el apoyo del Banco Centroamericano de Integración Económica (BCIE).

<sup>1/</sup> Guatemala: Instituto Nacional de Electrificación (INDE); Empresa Eléctrica de Guatemala (EEG). El Salvador: Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa (CEL); Inspección General de Servicios Eléctricos (IGSE). Honduras: Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). Nicaragua: Empresa Nacional de Luz y Fuerza (ENALUF). Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE); Servicio Nacional de Electricidad (SNE). Panamá: Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE); Comisión Nacional de Energía Eléctrica, Gas y Teléfonos (CNEEGT).

## II. ANTECEDENTES

Durante sus primera y segunda reuniones (1959 y 1963), el Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos dedicó especial atención a las posibilidades de aprovechamiento conjunto de los recursos hidráulicos y potencialidades de integración eléctrica en la región, y señaló entre las más factibles la interconexión de los sistemas centrales de Nicaragua y Costa Rica.<sup>1/</sup> Además, en su tercera reunión (1966), destacó la necesidad de que el Mercado Común Centroamericano contara con instrumentos legales de carácter general para normar el desarrollo de los programas de interconexión eléctrica entre países y para facilitar las negociaciones y acuerdos entre empresas y organismos eléctricos.<sup>2/</sup>

En 1963 la CEPAL elaboró un estudio sobre la viabilidad técnica y económica del desarrollo combinado de los sistemas eléctricos de Chiriquí (Panamá) y Golfito (Costa Rica)<sup>3/</sup> y posteriormente (1967) se elaboró un borrador de contrato para la interconexión de dichos sistemas.

Durante la primera reunión de altos funcionarios de organismos eléctricos del Istmo Centroamericano, convocada por la Secretaría Permanente del Tratado General de Integración Económica en julio de 1967, se decidió encomendar el examen sistemático de los problemas de la interconexión eléctrica a un grupo especializado que el Subcomité de Electrificación creó para tal fin.

El Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica se reunió por primera vez en 1968, y en esa oportunidad deliberó sobre algunos trabajos presentados a su consideración por la SIECA<sup>4/</sup> y la Secretaría de la CEPAL.<sup>5/</sup> Este

1/ Véanse los Informes de la primera y segunda reuniones del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos (E/CN.12/CCE/207 y 306).

2/ Véase el Informe de la tercera reunión del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos (E/CN.12/CCE/354)

3/ Desarrollo combinado de los sistemas eléctricos de Chiriquí (Panamá) y Golfito (Costa Rica), (versión preliminar) (E/CN.12/CCE/SC.5/12; TAO/LAT/41).

4/ Véase, Lineamientos generales de un convenio centroamericano sobre intercambio y suministro de potencia y energía eléctrica (SIECA/Div.Des./4-68).

5/ Véase, La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano (Análisis preliminar de Aspectos Tecnicoeconómicos) (CCE/SC.5/GTAE/GRIE/I/4; TAO/LAT/85).

Grupo Regional aprobó durante dicha reunión las bases generales y específicas para la estructuración de un convenio general en el que se apoyasen las empresas eléctricas del área y permitiese, cuando lo estimaran conveniente, celebrar contratos o acuerdos específicos sobre intercambios, compras o ventas de potencia y energía. Asimismo, solicitó de la Secretaría de la CEPAL que a través de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos, y con la colaboración de la SIECA y el BCIE, preparase un estudio general sobre las posibilidades de interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano.<sup>6/</sup>

En cumplimiento a dicha recomendación, la CEPAL elaboró un documento terminado en agosto de 1969, en el que se llega a la conclusión de que los sistemas combinados de Guatemala-El Salvador, El Salvador-Honduras, Nicaragua-Costa Rica, Costa Rica-Panamá, ofrecerían condiciones favorables para su interconexión por las características complementarias de sus fuentes de generación y de sus mercados de energía eléctrica y, en algunos casos, por su proximidad.<sup>7/</sup>

Teniendo en cuenta las observaciones hechas a esta primera evaluación por los representantes del ICE y de la ENALUF, la CEPAL preparó un informe<sup>8/</sup> en el cual se analizan con mayor detalle varias alternativas de interconexión de los sistemas nacionales de Nicaragua y Costa Rica, contándose en esta investigación con la asistencia técnica del Gobierno de Suiza, cuyos representantes hicieron recomendaciones y sugerencias con base en su experiencia en los sistemas interconectados europeos.

Durante la segunda reunión del GRIE (1970) fueron aprobadas las bases para un entendimiento sobre la interconexión de los sistemas eléctricos de Nicaragua y Costa Rica (ENALUF-ICE) y los términos de referencia para la elaboración del estudio de preinversión y los documentos para la licitación respectiva.<sup>9/</sup>

6/ Véase el Informe de la primera reunión del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (E/CN.12/CCE/SC.5/63).

7/ La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano. Evaluación de interconexiones para sistemas eléctricos combinados: Guatemala-El Salvador; El Salvador-Honduras; Nicaragua-Costa Rica; Costa Rica-Panamá (CEPAL/MEX/69/20).

8/ Véase el estudio Alternativas de interconexión de los sistemas eléctricos nacionales de Nicaragua y Costa Rica (GRIE/GT-N-CR/II/2; TAO/LAT/103).

9/ Véase el Informe del Relator (segunda reunión del GRIE) (CCE/SC.5/GRIE/GT-N-CR/II/3 y II/4).

En 1972, representantes del ICE y de la ENALUF se reunieron en Managua para continuar las conversaciones iniciadas en 1970 para llegar a entendimientos que hiciesen posible la interconexión de los sistemas nacionales de ambos países. Como primer paso se acordó que las empresas definirían la información básica sobre la operación aislada de sus sistemas y se la proporcionarían a la CEPAL para la elaboración de un documento provisional donde se presentase una estimación de las transferencias de energía a distintas potencias.

Con base en la información recibida de las dos empresas, la CEPAL elaboró un informe<sup>10/</sup> para que sirviera de base a las discusiones de la tercera reunión del GRIE, la cual se encuentra pendiente a la fecha. Dicho documento contiene el análisis de los datos recibidos por la CEPAL y las estimaciones sobre las posibles transferencias de energía a dos niveles de potencia máxima de transmisión: 120 y 50 MW. Aparte de ello, se hacen consideraciones preliminares sobre los beneficios económicos de dos alternativas de interconexión según la tensión de la línea requerida (230 y 138 kV) para la transmisión de energía a dichos niveles de potencia máxima.<sup>11/</sup>

En 1964, la Compañía Consultora Harza Engineering Company International entregó a las empresas eléctricas ENEE de Honduras y CEL de El Salvador, un estudio de preinversión sobre la interconexión de sus sistemas eléctricos en el cual se demostraba la viabilidad técnica y económica del proyecto,<sup>12/</sup> cuya conveniencia fue ratificada por el Grupo Especial nombrado por el Consejo Nacional de Economía de Honduras que contó con la colaboración de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos de las Naciones Unidas, incorporada al Grupo Especial desde el inicio de sus labores a solicitud del Gobierno de Honduras. En septiembre de 1971 la Compañía Consultora Electroconsult entregó a las empresas eléctricas ENALUF de Nicaragua y ENEE de Honduras un estudio de factibilidad técnicoeconómica de

<sup>10/</sup> Evaluación de las posibilidades de transferencia de energía hidroeléctrica de Costa Rica a Nicaragua (CCE/SC.5/GRIE/GTN-CR/III/2; TAO/LAT/123).

<sup>11/</sup> Véase el estudio Evaluación de las posibilidades de transferencia de energía hidroeléctrica de Costa Rica a Nicaragua (CCE/SC.5/GRIE/GTN-CR/III/2; TAO/LAT/123).

<sup>12/</sup> Interconexión eléctrica Honduras-El Salvador y el proyecto hidroeléctrico San Buenaventura. Harza Engineering Company International, febrero de 1964.



la interconexión eléctrica de sus sistemas<sup>13/</sup> cuyos resultados fueron satisfactorios para ambas partes. El 12 de abril de 1972 los gobiernos de las repúblicas de Honduras y Nicaragua firmaron un Convenio de Interconexión de Energía Eléctrica en el que acordaron interconectar sus redes de energía eléctrica e intercambiar la energía generada en sus respectivos territorios, con base en los estudios y negociaciones que se llevasen a efecto conforme a las disposiciones del mencionado Convenio y autorizaron a la ENEE y a la ENALUF para estudiar, negociar y convenir las bases y procedimientos para llevar a la práctica la interconexión. Posteriormente dichas empresas realizaron un estudio económico de la interconexión, con base en una solicitud del Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento tomando en cuenta ciertos cambios en lo referente a ventas y compras garantizadas. El estudio realizado se efectuó para el período 1973-85, lo que deja prácticamente en diez años la evaluación de los beneficios de la interconexión, limitación que naturalmente está reduciendo en parte la cuantificación de beneficios, pero no obstante lo anterior, los resultados fueron satisfactorios.

En la actualidad dichas empresas adelantan gestiones para contratar conjuntamente la construcción de las obras de interconexión de sus sistemas.

En agosto de 1973 la Empresa Eléctrica de Guatemala elaboró un estudio de factibilidad de la línea de interconexión entre el sistema central interconectado de Guatemala y el sistema CEL de El Salvador, el cual fue revisado por la CEPAL<sup>14/</sup> en octubre del mismo año a solicitud del Gobierno de la República de Guatemala, en el que se analiza la viabilidad técnica y económica de la interconexión de dichos sistemas. Este estudio fue actualizado por la CEPAL en diciembre de 1973 a la luz de los nuevos costos provocados por el alza en los combustibles derivados del petróleo e incluyendo dos variantes en el programa de desarrollo del sistema eléctrico de Guatemala.<sup>15/</sup> La conveniencia de la interconexión para ambos países fue

<sup>13/</sup> Interconexión eléctrica Nicaragua-Honduras; Estudio de factibilidad técnicoeconómica; Electroconsult, septiembre de 1971.

<sup>14/</sup> La interconexión eléctrica Guatemala-El Salvador (CEPAL/MEX/73/21; TAO/LAT/131).

<sup>15/</sup> Idem, Add.1.

ratificada ampliamente por los resultados de este estudio. En fecha reciente el Gobierno de la República de Guatemala autorizó al Instituto Nacional de Electrificación (INDE) a negociar un contrato de interconexión eléctrica con la autoridad que el Gobierno de El Salvador determine. Este último está considerando actualmente la aprobación de un acuerdo similar.

### III. TERMINOS DE REFERENCIA PARA LA ELABORACION DEL ESTUDIO

#### Alcance del estudio

Los potenciales hidroeléctricos constituyen los principales recursos naturales con que cuenta el Istmo Centroamericano para la generación de energía eléctrica. El estudio tendrá como finalidad principal la óptima utilización de dichos recursos con base en los programas de desarrollo elaborados por los seis países del Istmo, así como la máxima utilización de la energía geotérmica estimada en los mismos, y se contemplará además la generación térmica complementaria. A continuación se presenta una descripción de los trabajos a realizarse.

#### a) Recopilación, análisis y actualización de la información existente

Previamente a la iniciación del estudio se recopilará la información existente sobre proyectos de generación eléctrica que utilicen los recursos hidráulicos y geotérmicos y se actualizará de acuerdo con las últimas estimaciones que se obtengan de los programas de desarrollo de cada país del Istmo. Se establecerán para cada uno de ellos, y en términos uniformes, las disponibilidades de energía en función del tiempo, de la capacidad de regulación de los embalses y de los factores de planta probables. El estudio de los programas nacionales puede evidenciar la existencia de alternativas que puedan ofrecer ventajas, tanto en lo referente a la situación nacional del suministro de electricidad, como en lo que respecta a los excedentes de energía que se encontrarán disponibles para la exportación. Se analizarán las posibles modificaciones a los proyectos nacionales que requeriría el abastecimiento de mercados integrados de mayores proporciones, con la finalidad de establecer los tamaños óptimos de las unidades generadoras y la mayor potencia obtenible, basándose principalmente en una evaluación cualitativa de las soluciones alternativas. También será objeto de análisis la información sobre tamaños aconsejables para centrales térmicas que guarden relación con los mercados previsibles, y se

/establecerán

establecerán los rendimientos térmicos que proporcionan diversos tipos y tamaños de unidades en las distintas condiciones de operación.

b) Investigación del mercado de energía eléctrica

Se determinarán los requerimientos de potencia y energía de los principales centros de consumo nacionales para un período de 15 años, tomando como base los desarrollos históricos y las proyecciones realizadas para cada país. Se estimarán las variaciones de los valores anuales para condiciones extremas y las demandas horarias medias y máximas, por día y semana, así como las necesidades de energía y potencia mensuales, anuales y estacionales.

Tomando como base las necesidades nacionales y considerando las diversidades en las demandas de potencia, se determinarán los mercados regionales y subregionales previsibles, con el mayor detalle posible, así como la factibilidad de adicionar otros nuevos, próximos a las líneas de interconexión.

c) Características de los sistemas existentes y programados

Se señalará en el estudio la ubicación geográfica de las centrales hidroeléctricas existentes y propuestas en relación con los centros de carga, para determinar los costos unitarios de la energía en los lugares de entrega, así como la de las centrales térmicas en funcionamiento o programadas a corto plazo, y alternativas de localización para centrales térmicas programadas a mediano y largo plazo, tomando en cuenta el desplazamiento del centro de gravedad de la carga que habrán de implicar los mercados interconectados. En ambos casos se especificarán las características de cada planta con el fin de determinar la energía producible en cada estación y los excedentes hidroeléctricos aprovechables en cada sistema.

El estudio incluirá el trazado probable de las líneas de interconexión y la localización de sus respectivas subestaciones, las diversas modalidades en materia de tensiones, aislamientos, calibres

/de conductores,

de conductores, regulación, pérdidas, protección, control, etc., de los sistemas de transmisión, y los detalles sobre las unidades generadoras, líneas y subestaciones existentes serán también motivo de atención.

Para el caso de nuevas obras, éstas se calcularán por los valores que normalmente se obtienen utilizando equipo convencional.

d) Desarrollo independiente de cada uno de los sistemas nacionales

Se precisarán los criterios de planeamiento que se han tenido presentes en los programas de cada país y se señalarán los programas de adiciones de generación-transmisión previstos nacionalmente. Además se establecerán en el estudio los programas de suministro de potencia y energía al nivel de unidades de generación, con el fin de poder apreciar la influencia de las unidades de alto costo de producción. También se determinarán las reservas disponibles y los sobrantes de energía de bajo costo.

Para poder analizar la mejor forma en que se puede utilizar la energía hidroeléctrica disponible en cada uno de los sistemas y cuáles son los excedentes que se podrían aprovechar eventualmente, será necesario asignar a cada unidad generatriz la potencia que le corresponda, encuadrándola dentro del diagrama de duración de carga del sistema. Para conseguir los costos totales mínimos de producción, se utilizará la mayor cantidad posible de energía hidráulica y geotérmica disponible, buscando siempre la forma más económica de operación. Los períodos máximos aconsejables de servicio a carga nominal que se adoptarán para las centrales térmicas serán los siguientes:

Unidades geotérmicas	7 500 horas anuales
Unidades de vapor	7 000 horas anuales
Turbinas de gas	1 000 horas anuales
Unidades diesel	1 000 horas anuales

Se elaborarán los programas anuales de desembolso por concepto de inversiones y costos de operación y mantenimiento esperando los correspondientes a combustibles para poder analizar su influencia en los

/mismos, y

mismos, y se determinará su valor actualizado; se establecerán los programas de fuentes y aplicación de fondos relacionados con las nuevas obras de generación y transmisión.

e) Desarrollo combinado de los sistemas

Serán analizadas las diferentes alternativas de desarrollo combinado de los sistemas eléctricos nacionales que puedan ofrecer ventajas, tanto en lo que se refiere a la situación nacional del suministro de electricidad como en lo que respecta a los excedentes de energía disponibles para la exportación. Se analizarán y determinarán los criterios alternativos de planificación para las diversas modalidades de desarrollo conjunto, en lo que concierne a la autonomía de los sistemas nacionales; se calcularán índices económicos comparativos para varias posibilidades de interconexión y se señalarán las etapas de realización que se consideren más convenientes. Para los desarrollos alternativos resultantes, serán elaborados los programas de adiciones de generación y transmisión y de suministros de potencia y energía, con el mismo detalle que para los sistemas nacionales, y se determinarán los flujos de potencia y energía obtenibles en cada uno de los países participantes.

Serán determinados, para los grupos de países interconectados, los valores actualizados de los desembolsos anuales que habrán de requerirse, así como los estados correspondientes de fuentes y aplicación de fondos.

f) Evaluación economicofinanciera de las alternativas de desarrollo

Se señalarán las normas de evaluación de las ventajas y desventajas de las interconexiones y se harán comparaciones económicas y financieras tanto de los desarrollos independientes como de los combinados, a través del método de valores actualizados y de los estados de fuentes y aplicación de fondos, entre las diversas alternativas de interconexión. Se establecerán, además, diversos procedimientos para valorizar la energía y potencia intercambiada y para analizar las conveniencias e inconveniencias de dicho intercambio.

/g) Aspectos

g) Aspectos jurídico-administrativos

El estudio incluirá un análisis de las legislaciones nacionales y de los acuerdos regionales que tuvieran relación con las interconexiones eléctricas, así como de los proyectos de convenios centroamericanos que pudieran facilitar y fomentar las interconexiones. Finalmente, se analizarán diversas alternativas sobre la organización institucional requerida para la ejecución, mantenimiento y operación de las obras de interconexión, así como para resolver los problemas de tarificación, recaudación y otros aspectos.

h) Resumen de conclusiones

Con base en los resultados obtenidos se formularán las conclusiones, especialmente sobre proyectos de interconexión que se consideren factibles en el corto y mediano plazo y sobre intercambios fronterizos. Se señalarán, asimismo, el orden y las etapas en que se estime aconsejable el desarrollo de la integración de los principales sistemas eléctricos, los estudios adicionales que pudieran necesitarse, y las medidas que habría que tomar para asegurar la realización de las obras propuestas.

Se analizarán las ventajas de las interconexiones estudiadas y se justificarán bajo los siguientes tres aspectos principales: a) mejoras en los programas de inversión; b) disposición de capacidad adicional de reserva con la consiguiente disminución de las inversiones en centrales de generación de cada sistema, y c) mejor aprovechamiento en la utilización de los recursos disponibles de energía.

Se hará una evaluación preliminar de la interconexión total de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano y se señalarán las bases para su estudio en una etapa posterior.

# PROGRAMA TENTATIVO DE ACTIVIDADES

Actividad	1974						1975					
	3er. Trimestre			4o. Trimestre			1er. Trimestre			2o. Trimestre		
a) Recopilación y análisis de la información existente												
b) Investigación del mercado de energía eléctrica												
c) Características de los sistemas existentes y programados												
d) Desarrollos independientes de los sistemas nacionales												
e) Desarrollo combinado de los sistemas												
f) Evaluación de las alternativas de desarrollo												
g) Aspectos juridicoadministrativos												
Aspectos tarifarios												
h) Resumen de conclusiones												
i) Informe final												



## IV. REQUERIMIENTO DE CONSULTORES

Campo general: Desarrollo eléctrico

Campo específico: Planeamiento de sistemas interconectados

Oficina base: México, D. F.

Fecha de inicio: Noviembre de 1974

Duración: 4.3 meses

Funciones: En colaboración con el grupo de expertos de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos, el consultor deberá establecer las posibilidades de interconexiones eléctricas en el Istmo Centroamericano para diversas modalidades en lo concerniente a la autonomía de los sistemas nacionales involucrados. A éstos fines el consultor deberá:

- 1) Analizar la información disponible sobre: a) mercados actuales y futuros; b) sistemas de generación-transmisión existentes y programados. Todo esto con miras a definir las bases para un estudio preliminar de las posibles interconexiones en la región, tomando en consideración los avances alcanzados por los países centroamericanos en este sentido.
- 2) Realizar estudios técnicoeconómicos esenciales para establecer esquemas de interconexión, tomando como base la información en el numeral anterior y, alternativamente, examinando la conveniencia de utilizar centrales de interés para el conjunto de países centroamericanos o algunos de ellos.
- 3) Establecer modalidades generales para la operación conjunta de las obras de interconexión y de las centrales generadoras participantes.
- 4) Establecer costos y beneficios de los desarrollos propuestos e identificar los problemas técnicos a resolver para los estudios definitivos a nivel de preinversión.

/Calificaciones:

Calificaciones: Ingeniero con amplia experiencia en el planeamiento de sistemas interconectados, de preferencia similares a los contemplados para la región centroamericana.

Idiomas: Español esencial, inglés conveniente.

/Campo general:

Campo general: Desarrollo eléctrico

Campo específico: Tarifación entre sistemas interconectados

Oficina base: México, D. F.

Fecha de inicio: Enero de 1975

Duración: 2 meses

Idioma: Español esencial, inglés conveniente.

Funciones: En colaboración con el grupo de expertos de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos, el consultor deberá establecer las modalidades de tarifación relacionadas con las interconexiones de los sistemas eléctricos en el Istmo.

- 1) Analizar las inversiones y gastos en: a) las centrales generadoras actuales y futuras; b) las obras de transmisión programadas. Todo esto con miras a definir las bases para los estudios tarifarios en los sistemas interconectados de la región.
- 2) Establecer los costos incrementales y marginales de la energía en los puntos de entrega, así como posibilidades de valorización en sistemas vecinos.
- 3) Definir posibles tarifas para la distribución equitativa de los costos y beneficios; dichas tarifas deberán cubrir los intercambios de potencia y energía, así como la utilización conjunta de reservas y otras ventajas que se deriven de las interconexiones.
- 4) Establecer las implicaciones económicas de las tarifas propuestas, así como las ventajas y desventajas en cada caso.

Calificaciones: Profesional con amplia experiencia en economía y tarifación, ambas relacionadas con intercambio de energía eléctrica, de preferencia en sistemas similares a los contemplados para la región centroamericana.

/ Campo general:

Campo general: Desarrollo eléctrico

Campo específico: Diseño de líneas de interconexión y subestaciones

Oficina base: México, D. F.

Fecha de inicio: Diciembre de 1974

Duración: Un mes

Funciones: En colaboración con el grupo de expertos de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos, el consultor deberá estudiar el trazado probable que requerirán las líneas de transmisión y la localización de sus respectivas subestaciones, así como también determinar sus características y costos. A estos fines el consultor deberá:

- 1) Analizar los sistemas existentes de transmisión en los diferentes países del Istmo.
- 2) Seleccionar el trazado probable de las líneas de interconexión para los desarrollos alternativos resultantes, estudiando las diversas modalidades en materia de tensiones, aislamientos, protección, control, etc.
- 3) Determinar los flujos de potencia y energía obtenibles en cada uno de los países participantes.
- 4) Verificar los aspectos técnicos y económicos de los sistemas de transmisión que se propusieran, especialmente para determinar las modificaciones que pudiesen requerir los equipos existentes.
- 5) Determinar los costos de inversión, operación y mantenimiento que requerirán las obras de interconexión tanto en lo que se refiere a las líneas de transmisión como a las subestaciones y modificaciones del equipo existente.

Calificaciones: Ingeniero Eléctrico con amplia experiencia en la planeación y construcción de líneas de alto voltaje y subestaciones. Preferentemente con conocimiento de los sistemas eléctricos del Istmo Centroamericano.

Idioma: Español esencial, inglés conveniente.

/ Campo general:

Campo general: Desarrollo eléctrico

Campo específico: Aspectos juridicoadministrativos de sistemas interconectados

Oficina base: México, D. F.

Fecha de inicio: Enero de 1975

Duración: 1.5 meses

Funciones:

- 1) El consultor deberá estudiar la legislación existente en los países del Istmo Centroamericano en lo referente al intercambio y suministro de energía eléctrica con la finalidad de proponer proyectos de leyes a nivel nacional que faculten a las instituciones de electrificación para celebrar acuerdos de interconexión con las de otros países.
- 2) Revisar los acuerdos regionales que tengan relación con las interconexiones eléctricas, así como analizar anteproyectos de convenios centroamericanos existentes y proponer los nuevos que se consideren necesarios para facilitar y fomentar las interconexiones.
- 3) Examinar diversas alternativas sobre la organización institucional requerida para la ejecución, mantenimiento y operación de las obras de interconexión.

Calificaciones: Profesional con amplia experiencia en asuntos relacionados con aspectos jurídicos y administrativos de sistemas eléctricos interconectados.

Idioma: Español esencial, inglés conveniente.

# PROGRAMA TENTATIVO DE ACTIVIDADES POR EXPERTO

	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
a) Recopilación y análisis de la información existente (incluye los estudios estadístico y comparativo de costos)	(0.5)	(2) (0.5)				(6)						
b) Investigación del mercado de energía eléctrica			(1) (0.5)									
c) Características de los sistemas existentes y programados		(1)		(1) (1)								
d) Desarrollos independientes de los sistemas nacionales		(2)			(0.5)	(1)						
e) Desarrollo combinado de los sistemas						(0.5) xxxxxx (0.5)	(0.5) xxxxxx (0.5) ..... (0.5)	(2)				
f) Evaluación de las alternativas de desarrollo								(0.5) xxxxxx (0.5) ..... (0.5)	(0.5) xxxxxx (0.5)	(2.5) (0.5) xxxxxx (0.5)		
g) Aspectos Jurídicos								cccccccccccc				
Aspectos administrativos								(1)				
Aspectos tarifarios								cccccc				
								TTTTTTTTTTTTTTTTTTTT				
								(0.5)	(0.5)			

(continúa)

**-PROGRAMA TENTATIVO DE ACTIVIDADES POR EXPERTO (Conclusión)-**

	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo
h) Resumen de conclusiones											(1) (0.5) XXXXXX (1) DDDDDD (0.5)	
i) Borrador del Informe												(0.8) (0.3) XXXXXX (0.8) DDDDDD (0.8)
j) Revisión e Informe final												(0.7) (0.7) DDDDDD (0.7)

	Meses/hombre	CEPAL Y PNUD (Meses/hombre)	Consultores (Meses/hombre)	Financiamiento	
				CEPAL	BCIE
----- Experto CEPAL	12.0	12.0	-	20 000	15 000 a/
----- Experto CEPAL	17.0	17.0	-	42 500	3 000 b/
xxxxxx Planificador sistemas interconectados	4.3	-	4.3		10 750
..... Consultor líneas de interconexión	1.0	-	1.0		2 500
cctccc Consultor aspectos juridicoadministrativos	1.5	-	1.5		3 750
TTTTTT Consultor aspectos tarifarios	2.0	-	2.0		5 000
DDDDDD Dirección CEPAL	2.0	2.0	-	5 000	
<b>Total</b>	<b>39.8</b>	<b>31.0</b>	<b>8.8</b>	<b>67 500</b>	<b>40 000</b>

**Nota:** Los números entre paréntesis indican meses/hombre.

a/ Seis meses del experto, incluyendo viajes y víáticos.

b/ Viajes de expertos de la CEPAL.

## V. PRESUPUESTO Y FINANCIAMIENTO

Los gastos correspondientes a los trabajos que serán desarrollados por los expertos de la Misión Centroamericana de Electrificación y Recursos Hidráulicos y otros funcionarios de la CEPAL (67 500 dólares) serán cubiertos por dicha Comisión Económica.

Para el financiamiento de los gastos correspondientes a los trabajos que serán desarrollados por los consultores y otros que se indican en el presupuesto anterior (40 000 dólares) se solicitará la cooperación económica del Banco Centroamericano de Integración Económica.

/VI. JUSTIFICACION



## VI. JUSTIFICACION ECONOMICA DEL ESTUDIO

La interconexión de sistemas eléctricos permite, gracias a las características de su operación, el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos de una región al combinar una serie de factores, tales como la diversidad de la demanda de los consumidores, las diferencias de hidrología, las características de las centrales generadoras y las diferencias en el tiempo entre los programas de construcción de nuevas centrales de generación dependientes de distintas autoridades, con los beneficios técnicos y económicos resultantes de la misma para las partes involucradas.

Los estudios hechos anteriormente con respecto a la interconexión entre los sistemas eléctricos de los países del Istmo Centroamericano han demostrado la conveniencia de su realización. A continuación se resumen algunas conclusiones de dichos estudios, referentes a aspectos económicos que confirman la viabilidad de la interconexión eléctrica entre los países de la región.

- a) La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano (análisis preliminar de aspectos tecnoeconómicos) (CCE/SC.5/GTAE/GRIE/1/4; TAO/LAT/85), 15 de abril de 1968

En este informe se analizaron aspectos tecnoeconómicos relacionados con la posible interconexión de los sistemas eléctricos más importantes de los seis países del Istmo Centroamericano, como paso previo a la elaboración de estudios más detallados que condujeran a la realización de dichas interconexiones. Fueron examinadas dos alternativas. Una a base de un solo sistema regional y otra en la que se formarían dos grupos de países (uno al norte constituido por Guatemala, El Salvador, Honduras y Nicaragua, y otro al sur por Costa Rica y Panamá). Sólo se mencionan interconexiones que no alterarían sustancialmente el desarrollo de los programas nacionales de adiciones en generación que los países deberían llevar a cabo para satisfacer sus necesidades en forma independiente.

En la aplicación de la interconexión regional dentro de un solo sistema, a los supuestos asumidos en el estudio, se obtuvieron los siguientes resultados en valores actualizados a 1971. Del lado de los costos figurarían

/las inversiones

las inversiones en obras de transmisión por un total de 40 millones de dólares. Los beneficios por la reducción de inversiones derivada de las diversidades horarias de las máximas demandas y del uso conjunto de las reservas totalizarían 18.4 millones de dólares. Los beneficios anuales por el aprovechamiento de los sobrantes de energía hidráulica y el ahorro en los costos de los combustibles, 1.7 y 0.8 respectivamente, equivaldrían a un ahorro en inversión de 16.8 millones de dólares. La inversión requerida para las obras de interconexión se amortizaría por lo tanto en un 90 por ciento aproximadamente en el período 1971-80.

La subdivisión de la región en dos sistemas mejoraría sensiblemente los cálculos anteriores, amortizándose totalmente las obras de interconexión, con un factor de seguridad del 10 por ciento, en el período 1971-80.

b) La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano (CEPAL/MEX/69/20), 15 de agosto de 1969

i) La interconexión Guatemala-El Salvador. Fecha de la interconexión: junio de 1973.

Alternativa A-1: La potencia instalada y las inversiones en generación-transmisión se obtienen sumando los valores correspondientes en los sistemas nacionales independientes.

En esta alternativa se estimó que la interconexión entre los sistemas eléctricos de Guatemala y El Salvador permitiría reemplazar unos 1 100 GWh de generación de alto costo (gas y diesel) en Guatemala por energía a vapor de menor costo de El Salvador. Se estimó también un ahorro de 8 millones de dólares durante el período 1973-85 al comparar los costos anuales del sistema combinado con los de los sistemas nacionales independientes.

Para llevar a cabo las obras de interconexión se necesitaría una inversión de 2.2 millones de dólares.

Alternativa A-2: Se sustituyen algunos de los proyectos y se eliminan otros con el objeto de reducir la potencia instalada a niveles más apropiados con la magnitud de las demandas del sistema combinado.

En esta alternativa se estimó que 2 200 GWh (2 050 vapor y 150 hidráulica) serían enviados de El Salvador a Guatemala para reemplazar 1 000 GWh de generación a gas y 1 200 a vapor que Guatemala dejaría de generar al retrasar la entrada en operación de una unidad de vapor de 33 MW, aprovechando el menor costo de la energía en El Salvador.

La comparación de los costos anuales del sistema combinado con los de los sistemas nacionales independientes para el período 1973-85, mostró un ahorro de 7.6 millones de dólares al reducir la generación de alto costo en Guatemala.

Las inversiones en las obras de interconexión son las mismas que las de la alternativa A-1 (2.2 millones de dólares).

ii) Interconexión El Salvador-Honduras: Fecha de interconexión: finales de 1974.

Esta interconexión tenía como objetivo principal que El Salvador utilizara los excedentes de energía hidráulica de los nuevos proyectos programados por Honduras en el período 1974-85, para sustituir generación a vapor que tenía costos marginales de generación del orden de 3.8 milésimos de dólar por kWh.

Alternativa A-1: La potencia instalada y las inversiones en generación-transmisión se obtienen sumando los valores correspondientes en los sistemas nacionales independientes. En esta alternativa se estimó que la interconexión permitiría sustituir 2 000 GWh de generación a vapor de El Salvador por energía secundaria hidroeléctrica de Honduras. Con excepción de las estaciones lluviosas del período 1975-78, El Salvador utilizaría prácticamente toda la energía que le sobrara a Honduras. Al generarse menos energía térmica, los gastos variables del período 1974-85, comparados con los de los sistemas independientes, se reducirían en 8.5 millones de dólares. Las obras de interconexión requerirían una inversión de 2.3 millones de dólares.

Alternativa A-2: Esta alternativa contemplaba cambios en los programas nacionales de ambos países, siendo los principales en El Salvador.

En esta alternativa se sustituirían 2 300 GWh de generación en las centrales de vapor de El Salvador por energía secundaria de las hidroeléctricas de Honduras.

/La comparación

La comparación de los costos anuales del sistema combinado con los correspondientes de los sistemas nacionales independientes, mostró una reducción en los gastos variables de 11.4 millones de dólares para el período 1974-85, debido a la sustitución de la generación térmica por hidráulica. Las obras de interconexión requieren una inversión de 3.03 millones de dólares.

iii) Interconexión Nicaragua-Costa Rica. Fecha de interconexión: mediados de 1973.

Alternativa A-1: La potencia instalada y las inversiones en generación-transmisión se obtienen sumando los valores correspondientes en los sistemas nacionales independientes. En esta alternativa se estimó que la operación combinada de los sistemas permitiría la sustitución de 3 400 GWh de energía generada en las centrales térmicas de Nicaragua por generación hidroeléctrica sobrante de Costa Rica.

En materia de costos se obtuvieron para el período 1973-85 reducciones de 15.9 millones de dólares por concepto de gastos variables al sustituir generación térmica por hidráulica, y por último, un incremento de 8.6 millones de dólares por inversión en las obras de interconexión.

Alternativa A-2: En esta alternativa se mantuvieron las características de todas las adiciones de generación de la alternativa A-1, modificándose únicamente las fechas de entrada en operación, con el objeto de reducir las reservas del sistema combinado a niveles más razonables.

Para esta alternativa se calculó que podrían sustituirse 3 500 GWh, de generación térmica en Nicaragua por energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica.

La reducción en los costos variables calculada para esta alternativa durante el período 1973-85 resultó de 18.4 millones de dólares. Para esta alternativa se consideraron las mismas obras de interconexión cuya inversión se calculó en 8.6 millones de dólares.

iv) Interconexión Costa Rica -Panamá. Fecha de interconexión: mediados de 1977.

Alternativa A-1: La potencia instalada y las inversiones en generación-transmisión se obtienen sumando los valores correspondientes en los sistemas nacionales independientes.

/En esta

En esta alternativa se estimó que la operación combinada de los sistemas permitiría la sustitución de 3 100 GWh de generación térmica de Panamá por energía hidroeléctrica de Costa Rica durante el período 1977-85.

Al comparar los costos anuales del sistema combinado y de los sistemas nacionales independientes, se observó una reducción de 10.7 millones de dólares en los gastos variables para el mismo período, por concepto de menor generación térmica. El aumento en los costos por concepto de la inversión en las obras de interconexión se calculó en 5.6 millones de dólares.

Alternativa A-2: En esta alternativa se eliminó dentro del período considerado (1977-85) una adición de 30 MW en la central hidroeléctrica Río Macho y se adecuaron los programas de inversiones a la demanda del sistema combinado, de tal forma que el mercado de Panamá absorbiera todos los excedentes de energía hidroeléctrica de Costa Rica (3 100 GWh).

La reducción en los gastos variables para el período considerado se calculó en 10.3 millones de dólares. Para esta alternativa se adoptaron las mismas obras de interconexión que para la alternativa A-1.

Las evaluaciones economicofinancieras de las dos alternativas básicas de cada uno de los sistemas combinados (Guatemala-El Salvador; El Salvador-Honduras; Nicaragua-Costa Rica; Costa Rica-Panamá) que se analizaron en este informe, se presentan a continuación. A estos efectos en cada caso se elaboraron cuadros comparativos de valores presentes y de flujos de caja simplificados. En estos cuadros se consideraron, por una parte, los programas de los sistemas combinados y, por la otra, la suma de los programas nacionales independientes de los dos países en estos sistemas.

i) Interconexión Guatemala-El Salvador. Los resultados de las comparaciones de los valores presentes y de los flujos de caja se limitaron al período 1973-79.

	<u>Valor presente a 1979</u> (millones de dólares)	<u>Año en que se justifica la interconexión</u>	<u>Saldos de flujo de caja acumulados (millones de dólares)</u>	
			<u>Total</u>	<u>Valor mínimo</u>
Sistema combinado				
Alternativa A-1	75.2	1975	3.1	0.27
Alternativa A-2	74.0	1975	4.9	0.47
Sistemas nacionales independientes	78.0			

Las cifras indican que ambas alternativas tienen un valor presente menor que el de los sistemas nacionales independientes, que la alternativa A-2 aventaja a la A-1 en 1.2 millones de dólares y que en ambos casos las obras de interconexión se justificaban en el año 1975, o sea en tres años a partir de su construcción. En materia de flujo de caja ambas alternativas, además de cubrir el costo de las obras en un período de siete años, ahorran más de tres millones de dólares, cifra que equivale a más del 100 por ciento del costo de las mismas. En ningún año del período considerado se observaron saldos negativos.

ii) Interconexión El Salvador-Honduras. Los valores presentes del sistema se calcularon para el período 1974-85 y los flujos de caja para el período 1974-82.

	<u>Valor presente a 1985</u> (millones de dólares)	<u>Año en que se justifica la interconexión</u>	<u>Saldos de flujo de caja acumulados (millones de dólares)</u>	
			<u>Total</u>	<u>Valor mínimo</u>
Sistema combinado				
Alternativa A-1	106.1	1980	4.0	-0.35
Alternativa A-2	107.4	1980	-1.2	-2.2
Sistemas nacionales independientes	108.3			

Las cifras anteriores indican que las alternativas A-1 y A-2 tienen valores presentes menores que los de los sistemas nacionales independientes, y que la A-1 resulta ligeramente más favorable que la A-2. En ambos casos las obras de interconexión se justificaban en el año 1980, es decir, 7 años después de su construcción.

/En lo que

En lo que se refiere a los flujos de caja, la alternativa A-1 tiene un saldo negativo de 35 000 dólares que se produce en el primer año de operaciones, pero de allí en adelante se incrementa gradualmente hasta alcanzar un superávit de 4.0 millones de dólares al final del período. La alternativa A-2 muestra un saldo negativo acumulado de 1.2 millones de dólares en el año 1982 (final del período) y un déficit máximo de 2.2 millones de dólares, que también ocurre en el mismo año. Los valores negativos de esta alternativa, sin embargo, no tienen implicaciones sobre la justificación de la línea porque obedecen al hecho de que para esa fecha se adelanta el proyecto hidroeléctrico Paso del Oso con una nueva inversión del orden de los 45 millones de dólares. Al respecto cabe mencionar que en el año 1980 los saldos acumulados alcanzan un superávit de 1.5 millones de dólares.

iii) Interconexión Nicaragua-Costa Rica. En este caso los valores presentes se calcularon para el período 1973-85 y los flujos de caja para 1975-82.

	Valor presente a 1985 (millones de dólares)	Año en que se justifica la interconexión	Saldos de flujo de caja acumulados (millones de dólares)	
			Total	Valor mínimo
<b>Sistema combinado</b>				
Alternativa A-1	82.9	1980	0.6	-1.1
Alternativa A-2	70.8	1978	10.8	0.06
<b>Sistemas nacionales independientes</b>				
	84.0			

De lo anterior se deduce que ambas alternativas tienen valores presentes inferiores a la combinación de los sistemas nacionales independientes, y que la alternativa A-2 supera a la A-1 en 12.1 millones de dólares. La alternativa A-1 se justificaba en el año 1980 mientras que la A-2 en 1978. Este último caso requiere cinco años que representan un sexto de la vida útil de las obras de interconexión. Los flujos de caja acumulados a 1982 (final del período) resultaron favorables en ambos, pero la alternativa A-2 también aventaja a la A-1 en más de 10 millones de dólares. En 1976 se produce un déficit máximo en la alternativa A-1 por un monto de

/1.1 millones

1.1 millones de dólares que según indica el saldo acumulado, se recupera en 1982.

iv) Interconexión Costa Rica-Panamá. En este sistema se calcularon los valores presentes y los flujos comparativos de caja para el período 1977-85.

	<u>Valor presente a 1985</u> (millones de dólares)	<u>Año en que se justificó la interconexión</u>	<u>Saldos de flujo de caja acumulados</u> (millones de dólares)	
			<u>Total</u>	<u>Valor mínimo</u>
Sistema combinado				
Alternativa A-1	175.0	1980	2.4	1.5
Alternativa A-2	172.5	1979	8.8	1.5
Sistemas nacionales independientes	178.7			

Las cifras anteriores permiten concluir que las alternativas A-1 y A-2 aventajan a los sistemas nacionales independientes en valores presentes acumulados y que la A-2 presenta 2.5 millones de dólares menos que la A-1. Las obras de interconexión se justificaban en 1980 para la alternativa A-1 (4 años) y en 1979 para la A-2 (3 años). Para los flujos de caja la situación también se presentaba favorable para ambas alternativas; sin embargo, la A-2 mostraba una ventaja de 6,4 millones de dólares sobre la A-1. En ningún año del período considerado se obtuvieron saldos negativos.

c) Alternativas de interconexión de los sistemas eléctricos nacionales de Nicaragua y Costa Rica (GRIE/GT-N-CR/II/2; TAO/LAT/103) 27 de febrero de 1970

Este documento fue preparado por la CEPAL con el objeto de que sirviera de base en las deliberaciones que, sobre este tema, llevaron a cabo los representantes de Nicaragua y Costa Rica durante su segunda reunión, celebrada en marzo de 1970.

En el mismo se analizaron nuevas alternativas de interconexión con el fin de obtener una mejor evaluación de la energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica que podría ser utilizada por Nicaragua y se estudió con mayor detalle la operación complementaria de las centrales generadoras de ambos sistemas.

/Se examinaron



Se examinaron dos alternativas básicas de interconexión: A y B. En la primera se consideró que cada sistema mantenía sus programas de adiciones de generación-transmisión, y los beneficios económicos de la interconexión se derivarían únicamente de la sustitución de energía térmica en Nicaragua por energía hidroeléctrica excedente de Costa Rica. Dentro de esta alternativa se consideraron dos variantes de operación de las centrales térmicas de Nicaragua, dependiendo de que se operaran continuamente (alternativa A-1) o de que se pararan y arrancaran diariamente (alternativa A-2). En la alternativa B se pospusieron adiciones en generación-transmisión para compartir reservas y aumentar así los beneficios económicos directos con el ahorro en costos de capital y gastos fijos de operación y mantenimiento. Fecha de inicio de interconexión: junio de 1973.

Alternativa A-1. En esta alternativa se estimó que con la interconexión propuesta se podrían sustituir durante el período 1973-82, 2 500 GWh de energía generada en centrales térmicas de Nicaragua por energía hidroeléctrica sobrante de Costa Rica. En la mayoría de los años no sería posible utilizar la totalidad de los excedentes de Costa Rica debido a las limitaciones del mercado nicaragüense y a las restricciones impuestas por los criterios de operación de las centrales de vapor.

Alternativa A-2. Se presenta en esta alternativa una variante de la alternativa A-1, en el sentido de que las unidades de vapor pueden ser paradas y arrancadas según se requiera, de acuerdo con la disponibilidad de energía hidroeléctrica de Costa Rica. En este caso la energía térmica de Nicaragua que sería reemplazada por energía hidroeléctrica de Costa Rica sería de 2 000 GWh y el ahorro en los gastos variables de generación sería de aproximadamente 1.6 millones de dólares en el período.

Alternativa B. En esta alternativa se modificaron los programas nacionales de generación, se sobrerregularon los embalses de los proyectos hidroeléctricos y se utilizaron los criterios de la alternativa A-2 en cuanto a la operación de las unidades a vapor.

La energía térmica de Nicaragua que se sustituiría por energía hidroeléctrica de Costa Rica se estimó en 3 100 GWh durante el período 1973-82 y los costos anuales de esta alternativa de interconexión resultaron

/considerablemente

considerablemente menores que los de las alternativas A-1 y A-2 debido a la disminución en generación térmica al utilizarse la sobrerregulación de los embalses y a la reducción en costos de capital y gastos fijos de operación y mantenimiento al posponerse algunas adiciones en generación-transmisión.

Las tres alternativas estudiadas presentaron mayores beneficios que los sistemas nacionales independientes, resultando la alternativa B como la más ventajosa, ya que el valor presente acumulado de sus costos anuales fue el más reducido de todos: 8.4 millones de dólares menor que el de los sistemas independientes, 7.4 millones de dólares inferior a la alternativa A-1 y 6.1 millones de dólares más bajo que la alternativa A-2. Siguen en orden de beneficios las alternativas A-2 y A-1. En lo que respecta a los flujos de caja, la alternativa B también es mejor que las otras dos y éstas, a su vez, representan ventajas sobre los dos sistemas nacionales independientes, ya que sus saldos son positivos.

d) Interconexión eléctrica Nicaragua-Honduras (septiembre de 1971)  
Estudio de factibilidad técnicoeconómica  
ELC - Electroconsult

Uno de los beneficios más evidentes de la interconexión es la utilización en conjunto de la maquinaria de reserva eliminando las unidades que se necesitarían en el caso de redes independientes. Este beneficio está condicionado por el "grado de confianza" de aquella parte contrayente que, según las circunstancias, se encuentra en la situación de necesitar del suministro de la contraparte, con el riesgo de que en caso de interrupciones del mencionado suministro, la red recibidora pueda encontrarse con potencia reducida no disponiendo ya de las reservas de potencia que hubieran sido previstas en el caso de desarrollo independiente.

Dicho grado de confianza puede oscilar entre los extremos de "confianza 0 por ciento" (en este caso cada una de las redes proveerá totalmente a sus propias reservas como en el caso de desarrollos independientes) y "confianza 100 por ciento" (en este caso las reservas están completamente acumuladas y cada una de las dos partes puede encontrarse alternativamente en la situación de depender sustancialmente de la contraparte).

El estudio elaborado por Electroconsult sobre la factibilidad de la interconexión eléctrica entre Honduras y Nicaragua se cionó básicamente a las directrices asumidas en la reunión celebrada en Tegucigalpa el 30 de abril de 1971 entre la ENEE y la ENALUF, durante la cual las dos empresas se expresaron favorablemente para un "grado de confianza del 15 por ciento" de la interconexión.

El examen económico del informe fue ampliado hasta un campo de grado de confianza que incluye, además del valor básico del 15 por ciento, también los valores 0 y 100 por ciento. Se hicieron análisis de sensibilidad para la optimización de las diversas alternativas utilizando tres diferentes costos de combustibles, tres diferentes grados de confianza y cuatro diferentes tasas de actualización. Con el costo del combustible existente a la fecha del estudio, grado de confianza 15 por ciento y tasa de actualización del 10 por ciento, la factibilidad de la interconexión resultó decididamente confirmada.

El examen de los aspectos económicos y financieros de los ejercicios de ambos sistemas, ya sea en el caso de desarrollo autónomo o bien en caso de desarrollo interconectado con grado de confianza del 15 por ciento, resultó en que la interconexión incrementa las utilidades netas de las empresas en unos 10 millones de dólares en los diez años de interconexión, con respecto a las utilidades netas relativas a los ejercicios de los sistemas autónomos.

De la comparación de los balances de caja efectuados en el estudio para los dos sistemas autónomos, e interconectados, resultó que la interconexión favorece un aumento del superávit de caja para los movimientos de efectivos tanto de la ENALUF como para los de la ENEE.

Dichos aumentos determinan, al final del período examinado (1985), una mayor acumulación en la caja de 13 millones de dólares para el SIN (Nicaragua) y de 4 millones de dólares para el SIC (Honduras).

Estudios posteriores desarrollados por la ENALUF de Nicaragua y la ENEE de Honduras (abril de 1973) demostraron que la interconexión resultaba económicamente factible hasta tasas de interés un poco superiores al 20 por ciento.

e) La interconexión eléctrica Guatemala-El Salvador (Análisis de la factibilidad de la interconexión del sistema central de Guatemala y el sistema CEL de El Salvador) (CEPAL/MEX/73/21;TAO/LAT/131), octubre de 1973

Al analizar el desarrollo de los sistemas de Guatemala y El Salvador, se observó que mientras en el primero se genera una cantidad considerable de energía en centrales termoeléctricas (9 480 GWh en el período 1974-85), en el segundo existen, durante el mismo período, excedentes de energía hidroeléctrica (627 GWh) que no pueden utilizarse en el sistema CEL debido a limitaciones en la demanda. Por otra parte, la generación total en centrales termoeléctricas de Guatemala incluye 485 GWh generados en unidades de gas o diesel con un alto costo por kWh, en tanto que El Salvador cuenta con disponibilidad no utilizada en centrales de vapor que generan a un costo menor por kWh.

Para determinar los posibles flujos de energía entre los dos sistemas y la potencia necesaria para su transmisión, se determinó la operación más eficiente de las centrales en cada uno de los sistemas por separado, y se estableció después la magnitud de los excedentes de El Salvador que podrían colocarse en Guatemala.

Los resultados de este análisis indicaron que durante el período 1975-84 se podrían utilizar en el sistema de Guatemala 565 GWh de energía hidroeléctrica y 92 GWh de energía de vapor procedentes del sistema de El Salvador. La primera reemplazaría energía de vapor y la segunda, energía generada en turbinas de gas o unidades diesel. La potencia máxima de transmisión necesaria para transferir dicha energía sería del orden de los 40 MW.

Para obtener una estimación preliminar de los beneficios económicos que la interconexión representaría para los dos países, se evaluaron los ahorros y los gastos que implica la interconexión.

Los ahorros netos calculados durante el período analizado en este informe (1975-84) ascienden a la suma de 5.9 millones de dólares. Actualizados a diferentes tasas de interés se concluye que la rentabilidad del proyecto es superior al cien por ciento.

Las disminuciones en los gastos del combustible y en las inversiones y costos fijos de operación y mantenimiento de las unidades diesel y de gas,

/significarían

significarían para Guatemala un ahorro de divisas de aproximadamente 9.4 millones de dólares. Tomando en cuenta los gastos en las obras de interconexión se obtendría un ahorro neto de 6.9 millones de dólares.

- f) La interconexión eléctrica Guatemala-El Salvador. II. Incidencia en la interconexión del aumento de los precios de los combustibles derivados del petróleo y de dos alternativas del programa de obras de generación del INDE de Guatemala (CEPAL/MEX/73/21/Add.1; TAO/LAT/131), diciembre de 1973

La crisis mundial de energéticos y los sustanciales aumentos de los precios de los combustibles derivados del petróleo observados en los mercados internacionales durante los últimos meses de 1973, aconsejaron a la Secretaría de la CEPAL actualizar los cálculos económicos del proyecto de interconexión y consecuentemente el documento presentado en octubre y al cual se hace referencia en el literal e) del presente informe.

Se incluyeron además en este estudio dos alternativas complementarias en el programa de desarrollo del sistema eléctrico de Guatemala.

Las consideraciones económicas del estudio vienen a confirmar la alta rentabilidad del proyecto, que además se refuerza considerablemente con el significativo aumento de los costos de generación de energía termoeléctrica resultante de la crisis mundial del petróleo.

El estudio concluye en que los nuevos elementos de juicio disponibles a la fecha ponen en mayor relieve las ventajas del proyecto de interconexión, lo mismo si se las mide en términos de beneficios económicos netos que en función de su aporte a la balanza de pagos y a la solución de los problemas de corto y mediano plazo de la oferta de energéticos, y subraya la necesidad de introducir sistemáticamente criterios más estrictos de programación a nivel nacional y regional --o al menos por pares de países-- orientados a aprovechar en mayor escala las economías de complementación y los amplios recursos hidráulicos inexplorados, y a prever con suficiente anticipación la aparición de estrangulamientos de la oferta que pueden ocasionar serios trastornos al desarrollo de múltiples actividades productivas.

Como se puede observar a través del presente informe, son numerosas las actividades desarrolladas en pro de la interconexión de los sistemas

/eléctricos

eléctricos del Istmo Centroamericano, y en todos los estudios realizados se ha demostrado la viabilidad técnica y económica de las diferentes alternativas consideradas en los mismos. Sin embargo, es necesario insistir una vez más en que la crisis mundial de energéticos y los sustanciales aumentos en los combustibles derivados del petróleo han obligado a los países del Istmo a revisar sus programas de expansión de sus sistemas eléctricos, lo que conlleva necesariamente a la revisión y actualización de los proyectos de interconexión, por lo que cualquier esfuerzo que se haga tendiente a facilitar su realización, está plenamente justificado.

SECRET

17-00000

Anexo

DOCUMENTOS DE REFERENCIA





## DOCUMENTOS DE REFERENCIA

a) Documentos del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos HidráulicosDocumentos del Primer Período de Sesiones

(23 a 28 de noviembre de 1959,  
San Salvador, El Salvador)

E/CN.12/CCE/SC.5/2/Rev.1	15/X/59	Información y documentación en la industria de energía eléctrica de Centroamérica (Lindquist) 57 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/3/Rev.1 TAO/LAT/25	3/XI/59	Estadísticas de energía eléctrica de Centroamérica (Salazar) 79 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/4 E/CN.12/CCE/207	28/XI/59	Informe de la primera reunión del Subcomité Centroamericano de Electrificación 54 páginas

Documentos del Segundo Período de Sesiones

(27 de mayo al 1 de junio de 1963,  
Guatemala, Guatemala)

E/CN.12/CCE/SC.5/5 TAO/LAT/34	10/II/61	Estadísticas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1959 (Salazar) 88 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/6 TAO/LAT/31	13/III/61	Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica en Centroamérica y Panamá (Salazar) 71 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/7 TAO/LAT/32	27/III/61	Coordinación de programas de electrificación en Centroamérica y desarrollo eléctrico combinado de Honduras y El Salvador (Salazar) 31 páginas

Documentos del Segundo Período de Sesiones (conclusión)

E/CN.12/CCE/SC.5/9 TAO/LAT/39	8/IV/63	Estadísticas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1960-61 (Malavassi) 111 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/10	7/V/63	Desarrollo coordinado del sector de energía eléctrica en el Istmo Centroamericano (Nota de la Secretaría) 14 pág.
E/CN.12/CCE/SC.5/11 TAO/LAT/40	30/IV/63	Desarrollo combinado de los sistemas centrales de El Salvador y Honduras (versión preliminar) 142 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/12 TAO/LAT/41	13/V/63	Desarrollo combinado de los sistemas eléctricos de Chiriquí (Panamá) y Gelfito (Costa Rica) (versión preliminar) 159 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/30	18/VI/63	Informe de la Segunda Reunión del Subcomité Centroamericano de Electrificación 49 páginas

Documentos del Tercer Período de Sesiones  
(5 al 10 de septiembre de 1966,  
Tegucigalpa, Honduras)

E/CN.12/CCE/SC.5/31 TAO/LAT/45	28/X/64	Desarrollo combinado del sistema pacífico de Nicaragua y el sistema central de Costa Rica (versión preliminar) 155 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/33/Rev.1 E/CN.12/CCE/SC.5/GIN-CR	16/XII/64	Informe de la Primera Reunión del Grupo de Trabajo sobre interconexión eléctrica Nicaragua y Costa Rica 10 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/36 TAO/LAT/68	23/VIII/66	Estadísticas preliminares de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1965 52 páginas

Documentos del Tercer Período de Sesiones (conclusión)

E/CN.12/CCE/SC.5/37 TAO/LAT/59	28/IV/66	Evaluación de la interconexión a escala nacional de los sistemas eléctricos de Panamá 41 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/38 TAO/LAT/60	25/VIII/66	Estadísticas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1962, 1963 y 1964 107 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/39 TAO/LAT/61	10/VI/66	Estadísticas de consumo bruto de energía de Centroamérica y Panamá, 1950 a 1964 64 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/40 TAO/LAT/62	23/VIII/66	Estudio comparativo de las tarifas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1965 63 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/41 TAO/LAT/63	1/IX/66	Política regional de energía en Centroamérica (Nota de la Secretaría) 43 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/42 TAO/LAT/65	30/VIII/66	Datos resumidos sobre los programas de electrificación de Centroamérica, 1965-68 (versión preliminar) 38 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/43 TAO/LAT/66	15/VIII/66	Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica en Centroamérica y Panamá, 1964 67 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/46 TAO/LAT/70	29/VIII/66	Propuesta para mejorar el proceso de recopilación de estadísticas básicas en empresas eléctricas de Centroamérica y Panamá 44 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/47 TAO/LAT/71	2/IX/66	Estado actual de las interconexiones eléctricas en Centroamérica y Panamá: Honduras-El Salvador; Nicaragua-Costa Rica; Panamá-Costa Rica (Chiriquí-Golfito) (Versión preliminar) 35 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/55/Rev.1 E/CN.12/CCE/354	19/IX/66	Informe de la Tercera Reunión del Subcomité Centroamericano de Electrificación y Recursos Hidráulicos 51 páginas

Documentos del Cuarto Período de Sesiones  
(pendiente)

E/CN.12/CCE/SC.5/58 TAO/IAT/78	VIII/67	Estadísticas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1965 y 1966 166 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/59 TAO/IAT/80	X/67	Interconexión de los sistemas eléctricos centrales de Guatemala y El Salvador
E/CN.12/CCE/SC.5/60 CCE/SC.5/GIAE/GRTE/I/2 TAO/IAT/83	5/IV/68	Las políticas tarifarias eléctricas en el Istmo Centroamericano. Estudio comparativo y propuestas para su armonización 170 pág. y Anexos A y B, 87 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/65 TAO/IAT/97	30/IX/68	Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica en Centroamérica y Panamá, 1966 75 pág.
E/CN.12/CCE/SC.5/66 TAO/IAT/98	20/XII/68	Estadísticas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1967 203 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/68 TAO/IAT/102	XII/69	Centroamérica y Panamá: Estadísticas de energía eléctrica, 1968 194 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/77 TAO/IAT/107	7/VIII/70	Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica en el Istmo Centroamericano, 1967 y 1968 60 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/79	8/XII/70	Informe de la Segunda Reunión del Grupo de Trabajo sobre interconexión eléctrica Nicaragua-Costa Rica 25 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/81	IV/71	Estadísticas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1969 123 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/82	VIII/71	Istmo Centroamericano: Consumo de energía, 1950-70 53 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/88	VI/72	Estadísticas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1970 121 páginas

Documentos del Cuarto Período de Sesiones (conclusión)

E/CN.12/CCE/SC.5/92	XII/72	Estudio comparativo de costos de la energía eléctrica en el Istmo Centroamericano, 1969 y 1970
E/CN.12/CCE/SC.5/93 TAO/IAT/127	I/73	Istmo Centroamericano: Evaluación regional del sector de energía (versión preliminar) 127 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/97 TAO/IAT/128/Add.1	VIII/73	Istmo Centroamericano: Consumo de energía, 1950, 1955, 1960 y 1965 a 1972 70 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/98	XII/73	Estadísticas de energía eléctrica de Centroamérica y Panamá, 1971 112 páginas
CEPAL/MEX/73/21 TAO/IAT/131	X/73	La interconexión eléctrica Guatemala-El Salvador 51 pág.
CEPAL/MEX/73/21/Add.1 TAO/IAT/131	XII/73	La interconexión eléctrica Guatemala-El Salvador. II. Incidencia en la interconexión del aumento de los precios de los combustibles derivados del petróleo y de dos alternativas del programa de obras de generación del INDE de Guatemala 16 páginas

b) Documentos del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE)Documentos de la Primera Reunión

(6 a 9 de mayo de 1968,  
Tegucigalpa, Honduras)

CCE/SC.5/GTAE/GRIE/I/2 SIECA/Div.Des/4-68	8/III/68	Lineamientos generales de un convenio centroamericano sobre intercambio y suministro de potencia y energía eléctricas (versión preliminar) (Documento presentado por la SIECA) 45 páginas
CCE/SC.5/GTAE/GRIE/I/3	25/III/68	La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano. Aspectos a considerar para la elaboración de un estudio de alcance regional (Nota de la Secretaría) 15 pág.

Documentos de la Primera Reunión (conclusión)

CCE/SC.5/GTAE/GRIE/I/4 TAO/IAT/85	15/IV/68	La interconexión eléctrica en el Istmo Centroamericano. Análisis preliminar de aspectos técnico-económicos 59 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/63	15/V/68	Informe de la Primera Reunión del Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE) 54 páginas

Documentos de la Segunda Reunión (pendiente)

CCE/SC.5/GRIE/II/2 TAO/IAT/112	V/71	Procedimientos para la estimación de costos de proyectos hidro-eléctricos en el Istmo Centroamericano 104 páginas
-----------------------------------	------	---

c) Documentos del Grupo de Trabajo sobre Interconexión Eléctrica Nicaragua y Costa Rica (GTN-CR)Documentos de la Primera Reunión

(2 a 4 de diciembre de 1964) (Primera parte)  
San José, Costa Rica  
(10 a 12 de diciembre de 1964) (Segunda parte)  
Managua, Nicaragua

E/CN.12/CCE/SC.5/31 TAO/IAT/45	28/X/64	Desarrollo combinado del sistema pacífico de Nicaragua y del sistema central de Costa Rica (versión preliminar) 155 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/GTN-CR/1 E/CN.12/CCE/SC.5/33/Rev.1	16/XII/64	Informe de la Primera Reunión del Grupo de Trabajo sobre Interconexión Eléctrica Nicaragua y Costa Rica 10 páginas

Documentos de la Segunda Reunión

(4 a 7 de marzo de 1970) (Primera parte)  
San José, Costa Rica  
(26 a 28 de noviembre de 1970) (Segunda parte)  
Managua, Nicaragua

CCE/SC.5/GRIE/GTN-CR/II/2 TAO/IAT/103	27/II/70	Alternativas de interconexión de los sistemas eléctricos nacionales de Nicaragua y Costa Rica 124 páginas
--	----------	---

Documentos de la Segunda Reunión (conclusión)

CCE/SC.5/GRIE/GTN-CR/II/2/Add.1/Rev.1	VIII/70	Alternativas de interconexión de los sistemas eléctricos nacionales de Nicaragua y Costa Rica 48 páginas
CCE/SC.5/GRIE/GTN-CR/II/3	19/XI/70	Informe de la Secretaría al Grupo de Trabajo sobre Interconexión Eléctrica Nicaragua y Costa Rica 17 páginas
E/CN.12/CCE/SC.5/79 CCE/SC.5/GRIE/GTN-CR/II/4	8/XII/70	Informe de la Segunda Reunión del Grupo de Trabajo sobre Interconexión Eléctrica Nicaragua y Costa Rica

Documentos de la Tercera Reunión (pendiente)

CCE/SC.5/GRIE/GTN-CR/III/2 TAO/LAT/123	IX/72	Evaluación de las posibilidades de transferencia de energía hidroeléctrica de Costa Rica a Nicaragua
---	-------	--

d) Otros documentos de referencia

Interconexión eléctrica Nicaragua-Honduras: Estudio de factibilidad tecnicoeconómica; Electroconsult; septiembre de 1971

Interconexión eléctrica Honduras-El Salvador y el Proyecto Hidroeléctrico San Buenaventura; Harzo Engineering Company International; febrero de 1964

Estudio de factibilidad de la línea de interconexión entre el sistema central interconectado de Guatemala y CEL de El Salvador; Empresa Eléctrica de Guatemala (EEG)

Informe preliminar sobre la situación energética en América Central; cooperación técnica del Gobierno Suizo; preparado por Electro-Watt; ingenieros consultores, Zurich; marzo de 1969.





1. The first part of the report is a general introduction to the subject of the study. It discusses the importance of the study and the objectives of the research.

2. The second part of the report is a detailed description of the methodology used in the study. It includes information about the sample size, the data collection methods, and the statistical analysis techniques.

3. The third part of the report is a discussion of the results of the study. It presents the findings of the research and compares them with the previous studies in the field.

4. The fourth part of the report is a conclusion and a list of references. The conclusion summarizes the main findings of the study and provides recommendations for future research. The references list the sources of information used in the study.

5. The fifth part of the report is a list of appendices. These appendices contain additional information that is relevant to the study but is not included in the main text.

6. The sixth part of the report is a list of figures and tables. These figures and tables provide a visual representation of the data and the results of the study.

7. The seventh part of the report is a list of footnotes. These footnotes provide additional information about the study and the sources of information used.

8. The eighth part of the report is a list of acknowledgments. These acknowledgments thank the individuals and organizations that provided support and assistance during the study.

9. The ninth part of the report is a list of references. These references list the sources of information used in the study.

10. The tenth part of the report is a list of appendices. These appendices contain additional information that is relevant to the study but is not included in the main text.

